

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАСШИРЕНИЮ НЕЗАВИСИМОСТИ И УВЕЛИЧЕНИЯ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ БЕЗ ПЕРЕРАСХОДА ТОПЛИВА НА ПРИМЕРЕ Ново-Свердловской ТЭЦ

Аннотация. В работе представлен анализ расчетов по использованию новой схемы дополнительной регулировки отпуска электроэнергии и теплоты с удержанием выработки электрической мощности отопительной электростанции (ТЭЦ) в коммерчески допустимых колебаниях суточного графика с получением экономии топлива от использования части теплоты уходящих газов.

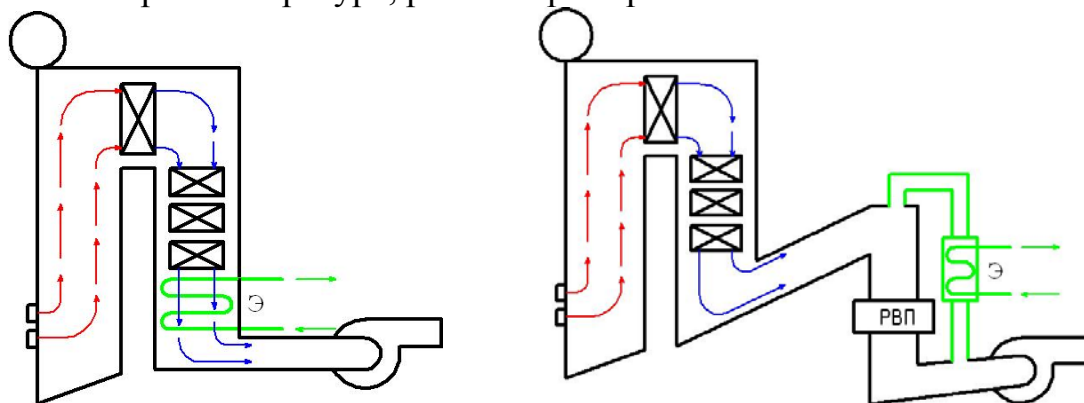
Повышение параметров пара от высоких до ультракритических давлений коммерчески приемлемого уровня приведет к повышению КПД ТЭС нетто не более чем на 1-2 %. В то же время глубокое снижение температуры уходящих газов котлов обеспечит повышение КПД нетто на 2-4 %. На отечественных газовых станциях, таких как Ново-Свердловская ТЭЦ (НСТЭЦ), теплота уходящих газов котлов безвозвратно теряется с выбросами в атмосферу и составляет 4-5 % энергии всего сожженного на котлах природного газа. Эту теплоту уходящих газов, как правило, невозможно использовать обычным технологическим приемом, например, установкой за воздухоподогревателями котлов дополнительных подогревателей воды (вариант 1, рисунок). Поэтому снижение температуры уходящих газов за котлами является важным резервом улучшения топливоиспользования.

Проблемой является соблюдение правил оптового рынка. Караются все выходы за суточный график Сетевого Оператора (СО) более чем на 2 %. В сложные климатические периоды, например, зимой или в осеннее-весенние периоды, это может потребовать от ТЭЦ даже снижения отопительной нагрузки теплофикационных отборов турбин. При неполной загрузке электрогенерации на ТЭЦ в теплый период или в праздничные дни, тепловая нагрузка может не совпадать с требованиями потребителей. Одновременно СО может требовать и равномерной разгрузки всего находящегося в работе оборудования, принуждая персонал к эксплуатации с повышенными удельными расходами топлива.

Невозможность использовать, для решения или ослабления проблем, части теплоты уходящих газов связана с низкими температурными напорами между охлаждаемыми уходящими газами котлов и нагреваемой средой (жидкой или газовой), которая есть в наличии в существующих схемах электростанций. Для утилизации части теплоты уходящих газов можно использовать, например, электрогенераторы с двигателями Стирлинга. Но они ограничены по мощности, до-

роги, сложны в работе, причем серийно производятся, главным образом, за рубежом. Можно использовать часть теплоты уходящих газов для производства небольшой электрической мощности с удельными затратами топлива на кВт·ч в 2-4 раза через подогрев природного газа, до котлов ТЭЦ и расширяющегося в турбинах-детандерах. Известно, что самая эффективная схема такой технологии предложена Е. В. Волковым почти 50 лет тому назад на кафедре ТЭС УПИ, отработана с участием руководителя данной работы и доведена до практического внедрения на СУГРЭС по схеме УрО РАН. Технология проще и экономичнее двигателей Стирлинга, но также усложняет ТЭЦ, тем не менее, она получила признание, в том числе за рубежом. Самой привлекательной, оригинальной и принципиально важной частью технологии является подогрев воды замкнутого контура теплотой уходящих газов в дополнительном подогревателе воды (ДПВ) контура, размещенном в параллельном газоходе котла – байпассе газового тракта воздухоподогревателя, и этим интенсифицируя теплообмен в ДПВ до 3-5 раз. Во столько же раз снижаются габариты и масса ДПВ. На самых экономичных в мире новых энергоблоках тепловых электростанций в ФРГ наличие газохода, байпассирующего воздухоподогреватель, почти обязательно для достижения самого высокого в мире КПД нетто (46-47 %), даже при сжигании бурых углей. Такое же решение предлагаем применить и на Ново-Свердловской ТЭЦ (вариант 2, справа на рисунке).

Анализ характеристик котлов БКЗ-320-140 НСТЭЦ, их оборудования и режимов работы, в существующей компоновке, показали, что потенциальный диапазон утилизации теплоты уходящих газов следует разделить на несколько температурных зон. Первая зона – это снижение температуры уходящих газов от существующей до температуры точки интенсивной конденсации паров воды и серной кислоты на низкотемпературных поверхностях нагрева, в дымоходах и в местах присосов воздуха, а также по условиям отсутствия конденсации в дымовой трубе. Для НСТЭЦ это от 100-115 до 80-90 °С. Вторая зона – это снижение температуры уходящих газов от нижней границы первой зоны до температуры точки росы водяных паров, с запасом 5-10 °С. В рассматриваемом случае это охлаждение газов от 80-90 до 60-65 °С. Третья зона – утилизация скрытой теплоты парообразования при температуре, равной примерно 55-56 °С.



Вариант 1

Вариант 2

Традиционная (вариант 1) и новая, предлагаемая схема (вариант 2) установки ДПВ на газовом котле любого типа

Очевидно, что в качестве первого этапа, на НСТЭЦ целесообразно охлаждать газы в первой зоне температур, реально от 100-120 до 80-90 °С. Если рассматривать вариант 1 (см. рисунок), то традиционная установка ДПВ явно неприемлема: габариты и масса такого ДПВ соизмеримы с габаритами и массой воздухоподогревателя, а при работе котла на низких нагрузках поставит дымовую трубу НСТЭЦ в недопустимые режимы работы. При этом всегда будет иметь место существенное увеличение затрат электроэнергии на собственные нужды. Поэтому в данном диапазоне снижения температур уходящих газов на котлах НС ТЭЦ целесообразно использовать лишь вариант 2 (см. рисунок). Это позволит на котле в зимний период получить от 2 до 5 Гкал/ч теплоты с превышением расхода топлива не более чем на 1,6 %, но при сохранении полной паровой нагрузки котла. Эта дополнительная теплота будет получена с удельными затратами топлива 85-88 кг/Гкал, что на 40-45 кг/Гкал меньше тех же удельных затрат на нагрев сетевой воды с сетевых бойлеров турбин. Установка ДПВ на 5 котлах обеспечит производство коммерческой теплоты в пределах 10-25 % отопительной мощности одной турбины, обеспечив дополнительную возможность изменения мощности паровых турбин в пределах 2-4 %, гарантируя нагрузку от пуска теплоты без нарушения диспетчерского графика и даже работу ТЭЦ на балансирующий сегмент рынка электроэнергии.

Это обеспечит надежное исполнение персоналом НСТЭЦ диспетчерского графика при малозначащих отказах ее оборудования или резких изменениях погодных условий, избегая штрафных санкций рынка электроэнергии. Такую предложенную нами схему считаем самой эффективной и малозатратной. При этом она достаточно проста в реализации и может быть рекомендована для внедрения.

Проверен дополнительный вариант регулирования электрической нагрузки ТЭЦ или ее предельного повышения по требованию СО в тяжелых климатических условиях или при усложнении ситуации на оптовом рынке. Наше предложение состоит в том, что непосредственно в байпасирующий газоход перед ДПВ по схеме варианта 2 (см. рисунок) реализуется сброс газов с выхлопа небольшой электрогенерирующей газотурбинной установки (ГТУ). Эту схему следует применять в пиковых режимах: ГТУ имеют сравнительно низкий КПД. Но при этом можно повысить электрическую нагрузку ТЭЦ в пиковых режимах еще примерно на 2-3 %, что особенно привлекательно при увеличении мгновенной цены на генерацию электроэнергии на электронной бирже.

Список использованных источников

1. Stamatelopoulos G-N., Scheffknecht G. Technische Fortentwicklung mittelfristig am sinnvollsten // Power: perspektiven 2005, Innovationen zur Klimavorsorgen in der fossil defeurten Kraftwerkstechnik. RWE Power. 2005. P. 44-46.